

Analisis Potensi *Shalegas* Formasi Tanjung Cekungan Barito, Kalimantan Selatan Menggunakan Data Petrografi, SEM, Geokimia, XRD, dan Seismik 2D

Faisal Farizi

ABSTRACT

The world's needs for oil and gas continues to increase with the progression of human development and the number continues to increase. However, existing reserves may not be reliable in the future if there is no discovery of new reserves or expansion into the area of unconventional reserve.

One of the Indonesian government's policy is to increase exploration and production of non-conventional oil and gas reserves such as shale gas to get large amounts of gas reserves. There are several formations that have been targeted in shalegas exploration in Indonesia. This research focus at Tanjung Formation as object. Tanjung formation has about 100 meters thick of shale and buried more than at a depth of 2000 meters. This research aim for identify potential of shale gas at Tanjung Formation which located in the basin Barito, South Kalimantan.

Research methods used include survey methods, descriptive methods, and methods of analysis. In this study we used the analysis of petrographic, geochemical, SEM (scanning electron microscopy), XRD for surface samples and analysis of 2D seismic for subsurface data. In this study, we did integration surface and subsurface data. Surface sample from surface data is used to analog subsurface sample in Tanjung formation to make a history of burial model.

Petrographic analysis show main porosity is dissolution and fracture, main organic material is fragmental and streak. SEM show mineral that have configuration to create microporosity, that minerals are illite and pyrite. XRD analysis show main mineral composition Tanjung shale is quartz (42-79%) and BI (Brittleness Index) value between 0,6-0,83. Based on Maturation history modeling of pseudowell-1 is known that the generation of hydrocarbons (gas) starts at 8 million years ago at a depth of 15 000 feet. Based on Ambrose equation, Recoverable resources gas at Tanjung shale is 18,425 TCF.

Key words: Shale gas, unconventional, Tanjung Formation

LATAR BELAKANG

Menurut Sosrowidjojo (2011), eksplorasi migas di dunia kini telah berganti haluan dari eksplorasi migas yang konvensional menjadi non-konvensional. Hal ini dikarenakan jumlah cadangan migas konvensional telah menurun secara dramatis sehingga membuat kita harus mencari cadangan baru yang tentunya lebih sulit untuk menemukannya sehingga membutuhkan teknologi dan pemikiran yang baru.

Menurut Sosrowidjojo (2011), *Shale gas* adalah gas yang diperoleh dari batuan induk atau *source rock* berupa serpih yang terperangkap dalam batuan induk itu sendiri. *Shale gas* merupakan salah satu gas non-konvensional yang memiliki potensi dua kali lebih besar dari gas *conventional* dengan nilai 500 BCFD.

MAKSUD

Melakukan evaluasi potensi gas serpih pada Formasi Tanjung meliputi analisis litologi, geokimia, komposisi mineral, ketebalan lapisan dan jumlah cadangan sumberdaya gas pada batuan induk Serpih Formasi Tanjung yang berada pada Cekungan Barito Kalimantan Selatan

TUJUAN

1. Mengetahui karakteristik batuan serpih Formasi Tanjung meliputi : komposisi mineral dan BI (*Brittleness Index*/Tingkat kerapuhan).
2. Mengetahui jenis material organik dan jumlah material organik batuan induk serpih pada Formasi Tanjung.
3. Mengetahui geometri penyebaran Formasi Tanjung secara lateral dan vertikal.
4. Mengetahui kematangan dan nilai *gas in place* pada batuan serpih Formasi Tanjung.

LOKASI PENELITIAN

Lokasi Penelitian berada di Timur Laut Cekungan Barito, Provinsi Kalimantan Selatan. Sedangkan pengolahan data dan analisis sampel batuan dari lapangan dilakukan di gedung eksplorasi II, LEMIGAS Jakarta.

TINJAUAN PUSTAKA

Menurut Ramadhan (2011), kerogen didefinisikan sebagai bagian material organik yang terdapat di dalam batuan sedimen yang tidak larut dalam pelarut organik sederhana karena molekulnya berukuran besar. Karakteristik kimia dan fisika kerogen sangat dipengaruhi oleh macam molekul biogenik material asal dan transformasi akibat diagenesis molekul organik tersebut. Komposisi

kerogen juga dipengaruhi oleh proses pematangan termal yaitu katagenesis dan metagenesis yang mengubah kerogen tersebut.

Pembentukan kerogen secara berturut-turut terjadi dalam dua tahap yaitu tahap polimerisasi yang melibatkan pembentukan geopolimer dari geomonomer yang terjadi setelah organisme mati dan tahap penyusunan kembali komposisi kerogen yang terjadi setelah geopolimer pertama terbentuk dan akan terus berlangsung selama kerogen tetap ada. Tahap polimerisasi dimulai pada saat destruksi dan transformasi tubuh organisme terjadi, dimana biopolimer organik berukuran besar misalnya protein dan karbohidrat akan terurai dan membentuk geopolimer baru yang tidak memiliki struktur biologi teratur.

Karakteristik Batuan serpih dan Definisi Singkat *Shale Gas*

Serpih merupakan batuan sedimen yang terdiri dari komposisi butiran berukuran lempung dan lanau dengan karakteristik laminasi planar (Potter, 1981). *Shale gas* adalah gas alami yang diproduksi dari batuan serpih atau *shale*. Gas dihasilkan dan tersimpan secara insitu pada *gas shale* sebagai *sorbed gas* yaitu gas terserap pada material organik dan *free gas* yaitu gas terjebak pada rekahan atau pori. Permeabilitas batuan serpih yang sangat rendah (< 10 mD) memerlukan perekahan yang intensif untuk memproduksi gas yang secara kuantitas memenuhi aspek komersial. Sebuah sistem *shale gas* dapat merupakan bagian dari sebuah sistem petroleum dengan gas akumulasi yang bersifat konvensional ataupun non-konvensional (Potter, 1981). Reservoir konvensional adalah batuan dengan kondisi porositas yang tinggi ($>10\%$) dan permeabilitas yang tinggi (>100 mD) sedangkan reservoir non-konvensional adalah batuan dengan kondisi porositas yang kecil ($<10\%$) dan permeabilitas kecil (<10 mD).

Pemodelan Cekungan

Dalam melakukan pemodelan cekungan diperlukan paling tidak tiga parameter utama yaitu (Ramadhan, 2011):

1. model kurva kompaksi dan parameter kurva kompaksi per litologi,
2. konduktivitas termal per litologi,
3. sejarah aliran panas atau *heatflow* dari waktu ke waktu.

Data masukan yang dibutuhkan antara lain :

1. Data stratigrafi dan litologi didapat dari *log completion* atau *final log*.
2. Data *faunal chart* foraminifera plankton atau nannoplankton atau dapat digantikan oleh data umur absolut per kedalaman.
3. Data BHT (*Bore Hole Temperatur*) dan DST (*Drill Stem Test*) didapatkan dari laporan pemboran, *final log* atau dari *log completion*, atau

data aliran panas masa kini yang disebut *present day heatflow*, atau sejarah aliran panas.

Analisis geohistori adalah suatu teknik stratigrafi kuantitatif yang digunakan untuk menyelesaikan masalah dalam sejarah geologi dan penggambarannya. Kuantifikasi data stratigrafi sumur dimungkinkan dengan berkembangnya pengetahuan ilmu mikrobiostratigrafi, sehingga memungkinkan untuk mendapatkan umur dalam satuan juta tahun dan lingkungan pengendapan berupa kedalaman pengendapan (Ramadhan, 2011).

Prinsip Analisis *Scanning Electron Microscope (SEM)*

Mikroskop elektron digunakan untuk melihat material dengan ukuran nanometer (nm) sampai mikrometer (μm). Mikroskop elektron adalah instrumen ilmiah yang menggunakan berkas cahaya dari energi elektron untuk mengamati objek yang berukuran sangat kecil. Pengamatan dengan mikroskop elektron menghasilkan informasi dari objek yang diamati berupa topografi, morfologi, dan komposisi serta informasi kristalografi, yaitu mengetahui bagaimana mineral menyusun sebuah objek. Mikroskop elektron dikembangkan karena keterbatasan dari mikroskop cahaya yang hanya terbatas pada 500x sampai 1000x perbesaran (Bettina dkk., 2008).

Prinsip Analisis XRD (*X-Ray Diffraction*)

Analisis ini digunakan untuk mengetahui akan kadar mineral, persentase dan tingkat kristalinitas mineral dari conto mineral lempung yang diambil dari lapangan (Bettina dkk., 2008).

Analisis XRD merupakan metode yang dapat memberikan informasi mengenai jenis mineral yang terdapat dalam suatu conto. Mekanisme kerja analisis XRD ini yakni conto yang akan dianalisis XRD digerus sampai halus seperti bubuk kemudian dipreparasi lebih lanjut menjadi lebih padat dalam suatu holder kemudian holder tersebut diletakkan pada alat XRD dan diradiasi dengan Sinar X. Data hasil penyinaran Sinar X berupa spektrum difraksi Sinar X dideteksi oleh detektor dan kemudian data difraksi tersebut direkam dan dicatat oleh komputer dalam bentuk grafik peak intensitas, yang lebih lanjut dianalisis jarak antara bidang kisi kristalnya dan dibandingkan dengan hukum Bragg pada komputer dengan menggunakan software tertentu sehingga dapat menghasilkan suatu data (Bettina dkk., 2008).

Analisis kimia dengan metode XRD ini dilakukan pada laboratorium XRD LEMIGAS gedung eksplorasi di Jakarta. Data hasil XRD tersebut kemudian dianalisis lebih lanjut oleh Penyusun untuk mengetahui akan karakteristik tiap mineral, persentase mineral, dan hasil XRD akan menjadi

acuan dalam menentukan nilai *Brittleness Index* (BI).

Dalam menghitung nilai tingkat kerapuhan atau *brittleness index* (BI) suatu batuan dihitung berdasarkan rumus yang diajukan oleh Wang dan Gale (2009; dalam Lemigas, 2011) sebagai berikut :

$$BI = \frac{\text{(kuarsa + karbonat)}}{\text{(kuarsa + karbonat + lempung + material organik)}}$$

METODOLOGI PENELITIAN

Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan metode analisis-deskriptif, dengan melakukan analisis data permukaan dan bawah permukaan.

Metode Deskriptif

Menurut Nazir (1983) metode deskriptif adalah metode penelitian untuk membuat gambaran mengenai situasi atau kejadian, sehingga metode ini berkehendak mengadakan akumulasi dasar data belaka. Dalam metode penelitian yang lebih luas metode deskriptif tidak hanya memberikan gambaran terhadap fenomena-fenomena, tetapi juga menerangkan hubungan, menguji hipotesis, membuat prediksi serta mendapatkan makna dan implikasi dari suatu masalah yang ingin dipecahkan.

Metode Analisis

Menurut Nazir (1983), metode analisis adalah suatu metode yang digunakan untuk menganalisis data yang digunakan di dalam penelitian. Metode analisis yang digunakan dalam menghitung cadangan pada batuan serpih Formasi Tanjung, Cekungan Barito Kalimantan Selatan adalah:

Metode Analisis Petrografi

Petrografi dilakukan untuk mengetahui komposisi mineral penyusun batuan dan mengetahui jenis porositas yang ada dalam batuan secara mikroskopis.

Metode Analisis SEM (*Scanning Electron Microscope*)

SEM dilakukan untuk mengetahui geometri dari mineral penyusun batuan dan untuk melihat porositas yang dimiliki batuan dalam skala nano-mikro.

Metode Analisis XRD (*X-Ray Diffractometer*)

Analisis XRD dilakukan untuk menghitung komposisi mineral secara kuantitatif dan hasilnya digunakan untuk menentukan nilai *Brittleness Index*.

Metode Analisis Geokimia

Analisis ini dilakukan untuk mengetahui jenis dari material organik yang menyusun batuan, mengetahui jumlah material organik, dan kematangan dari batuan induk yang dianalisis.

Metode Analisis Sejarah Pemendaman

Analisis sejarah pemendaman merupakan sebuah pemodelan mengenai sejarah dari proses terbentuknya formasi batuan meliputi waktu sedimentasinya, ketebalannya, jenis litologinya, dan peristiwa geologi yang berlangsung. Analisis sejarah pemendaman dilakukan dengan perangkat lunak *Plate River-1 (Basin Mode)*, dengan analisis ini dapat diketahui pada kedalaman dan waktu terbentuknya gas dan minyak.

Metode Analisis Software *Seisvision* dari *Geographic 2004*

Metode ini digunakan untuk korelasi dan pembuatan peta bawah permukaan. Korelasi litostratigrafi dilakukan pada penampang seismik dengan cara *mempicking* horizon yang diidentifikasi sebagai top dari Formasi Tanjung dan Top dari batuan dasar (*basement*). Dengan perangkat lunak ini juga dilakukan analisis struktur geologi yang ada pada cekungan barito bagian tenggara ini. Selanjutnya peta *Isopach* antara Top Formasi Tanjung dan Top *Basement* dihitung nilai *GIP (gas in place)* yang mungkin terjebak pada Formasi Tanjung berdasarkan persamaan yang dibuat oleh Ambrose dkk., (2010)

HASIL DAN PEMBAHASAN

Diskusi Analisis Petrografi

Berdasarkan analisis petrografi dapat diketahui pada umumnya batuan serpih Formasi Tanjung mempunyai ukuran butir berukuran pasir halus-sedang dalam jumlah yang cukup signifikan (10-40%) sehingga sifat batumannya tidak murni serpih namun bersifat lanauan, pasiran, dan lempungan. Porositas yang teramati dari seluruh conto menunjukkan nilai yang tidak terlalu besar (0-10%) dengan jenis utama porositas berupa porositas sekunder yaitu rekahan. Kehadiran material karbon dalam sayatan conto batuan Formasi Tanjung juga tidak banyak (1-8%) dengan jenis utama bantuk material karbon adalah *streak* dan *fragmental*. Secara keseluruhan, berdasarkan analisis petrografi maka dapat dikatakan batuan serpih Formasi Tanjung kurang baik untuk menjadi batuan induk bagi gas dalam batuan serpih namun cukup baik jika menjadi reservoir gas serpih.

Hasil Analisis *Scanning Electron Microscope* (SEM)

Analisis SEM merupakan salah satu analisis yang bersifat kualitatif, sehingga tidak dapat mengetahui kuantitas dari material yang diamati, baik itu komposisi mineral, kehadiran rekahan dan jumlah material organik.

Melalui analisis SEM (*Scanning Electron Microscope*) dapat mengamati porositas mikro hingga nano yang menjadi tempat penyimpanan bagi fluida gas dan menjadi jalan bagi fluida gas untuk keluar. Fluida Gas pada *shale gas play* dapat

tersimpan pada matriks, material organik dan retakan-retakan kecil atau *microfracture* pada batuan serpih. Gas yang telah dihasilkan oleh serpih dapat terjebak pada matriks, terutama jika matriks batuan serpih berupa mineral lempung illit. Hal ini karena mineral illit mempunyai struktur internal yang bernama *cardhouse* atau *flocule* sehingga memungkinkan bagi gas untuk terjebak didalam struktur internal illit tersebut.

Diskusi Analisis SEM (Scanning Electron Microscope)

Melalui analisis SEM dapat terlihat bahwa sejumlah conto dari Formasi Tanjung Memiliki Porositas mikro yang tersebar pada matriks, rekahan dan terjebak pada rongga di material organik atau organoporositas. Hadirnya mineral illit pada conto menciptakan porositas mikro berbentuk *flocule*, yaitu mineral lempung illit mempunyai bentuk seperti susunan kartu sehingga memungkinkan adanya ruangan berukuran mikro-nano dalam batuan. Selain itu juga terlihat adanya rekahan-rekahan berukuran mikro pada pengamatan SEM 3D ini. Kemudian, terdapat mineral pirit yang berbentuk *framboid* dan mulai mengalami pelarutan sehingga menciptakan ruangan berukuran mikro yang memungkinkan menjadi porositas dan terisi oleh gas.

Analisis Geokimia

Sebanyak sepuluh sampel permukaan yang diambil dari beberapa lokasi, diantaranya dari Sungai Hantakan (SH-7, SH-24, SH-34, SH 37, SH 41), Gunung Kumam (ST-3), Gunung Berai (GBR-4), Sungai Batang Alay (BAT-1, BAT-6), dan Gunung Pihan (S-1) dianalisis secara geokimia untuk mengetahui kuantitas bahan organik, tipe kerogen, dan tingkat kematangan termalnya. Analisis yang dilakukan meliputi : TOC, Pirolisis *rockeval*, Reflektansi Vitirinit, dan Tipe Kerogen/Indeks Alterasi termal (TAI).

Evaluasi geokimia memberikan informasi mengenai kuantitas/kualitas batuan sumber penghasil hidrokarbon, tingkat kematangan termal bahan organik, tipe kerogen, dan jenis produk hidrokarbon yang dihasilkan. Hal ini dijelaskan pada subbab 4.3.1-4.3.2 dihalaman 90-91.

Analisis TOC (*Total Organic Carbon*) dilakukan untuk melihat kuantitas dari material organik. Selanjutnya dilakukan analisis *pyrolysis* dan *rock eval* untuk mengetahui kualitas batuan induk, kemudian dilakukan analisis *vitirinite reflectance* (Ro%) untuk mengetahui kematangan dari serpih.

Kekayaan Material Organik (Organic Richness)

Batuan sedimen teranalisis umumnya berwarna kelabu terang sampai kelabu gelap, non-*calcareous* sampai *calcareous*, dan sebagian lanauan/pasiran. Tingkatan warna dan komposisi batuan umumnya

relevan dengan nilai komposisi bahan organiknya. Semakin gelap warna batuan umumnya akan semakin banyak material organik yang dimiliki batuan tersebut. Hasil dari analisis kekayaan material organik sepuluh sampel menunjukkan nilai TOC berkisar antara 0,03-1,45% wt.

Analisis TOC

Lima conto serpih Formasi Tanjung dari daerah Barabai dikategorikan 'miskin' komposisi TOC, berkisar antara 0.26 – 0.35% wt, sehingga kurang berpotensi sebagai batuan sumber penghasil hidrokarbon. 3 conto sedimen lainnya dari formasi yang sama, diambil dari daerah Gunung Berai dan Batang Alay Timur juga tidak berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon (TOC = 0.03 – 0.48% wt), hanya 2 conto serpih yang juga termasuk dalam Formasi Tanjung yang diambil dari daerah Gunung Pihan dan Kumam yang berpotensi 'sedang' dan 'bagus' (TOC= 0.59% wt dan 1.43% wt). Oleh karena itu analisis lanjut berupa : analisis pirolisis *rockeval*, analisis pantulan vitrinit (VR), dan komposisi kerogen/TAI dilakukan terhadap 2 conto terpilih ini.

Dalam *shale gas play concept*, dengan menggunakan data *shale gas* yang telah berhasil di Amerika, rata-rata nilai TOC minimum yang diperlukan adalah 2. Nilai minimal TOC *shale gas* berbeda dengan *conventional play concept* karena untuk menghasilkan gas yang cukup banyak dan terjebak didalam batuan serpih atau *shale* dibutuhkan material organik yang lebih banyak.

Analisis Pirolisis Rockeval

Komposisi S2 atau Kerogen dari hasil analisis *pyrolysis rockeval* untuk 2 conto serpih teranalisis yaitu ST-3 dan S1, memiliki nilai 0.48 dan 2.16 mg/gr batuan yang dikategorikan berpotensi 'miskin' dan 'memasuki batas sedang' untuk menghasilkan hidrokarbon pada tingkat kematangan termal matang.

Tingkat Kematangan Termal

Analisis pantulan vitrinit dan visual kerogen dilakukan untuk mengetahui tingkat kematangan termal dengan pengamatan terhadap nilai Ro% dari pitoklas vitrinit dan perubahan indeks warna spora/pollen (SCI/TAI) serta komposisi kerogennya yang dilakukan terhadap 2 conto (ST-3 dan S1) dengan mengamati mikroskop refleksi dan transmisi. Bila batas puncak pembentukan minyak pada nilai 0.60 Ro%, Tmax = 435°C dan TAI = 2+, maka kedua conto teranalisis masih menunjukkan tingkat kematangan termal yang belum matang (Ro% = 0.44-0.59, TAI = 2, hal tersebut juga ditunjukkan oleh nilai Tmax = 432-434°C).

Komposisi kerogen pada seluruh conto Formasi Tanjung umumnya memiliki 94-96% kerogen vitrinitik dan 3-4% liptinit. 94-96% terdiri dari

vitritinit dan *Non Fluorescence Amorphous* yang berasal dari vitritinit yang terdegradasi. Vitritinit termasuk kerogen tipe III, merupakan material organik pembentuk gas. 3-4% Kerogen Liptinit (tipe II) sebagai pembentuk minyak atau bersifat Oil prone, yang terdiri dari *fluorescence Amorphous* dan liptinit.

Analisis XRD (X-Ray Diffraction) Conto Batuan

Sebanyak 13 sampel permukaan yang diambil dari beberapa lokasi, diantaranya dari Sungai Hantakan (SH-7, SH-24, SH-30, SH-34, SH 37, SH 41, SH-42B, SH-44.), Gunung Kumam (ST-3), Gunung Berai (GBR-4), Sungai Batang Alay (BAT-1, BAT-6), dan Gunung Pihan (S-1) dianalisis komposisi mineral penyusunnya dengan analisis XRD.

Analisis XRD pada tiga belas conto batuan memperlihatkan batuan didominasi oleh kuarsa (42-79%) dan mineral lempung (18-40%) yang terdiri dari kaolinit 12-35%, illit 4-10%, dan smektit 0-30% disertai sejumlah kecil plagioklas 0-10%, dan mineral karbonat berupa siderit 0-18%. Kelimpahan smektit pada tigebelas conto ternyata cukup signifikan pada conto BAT-1, BAT-6, dan GBR-4 yaitu > 10%. Berdasarkan penelitian LEMIGAS, jika suatu batuan mempunyai komposisi smektit 7% maka akan mengembang menjadi 20%. Dengan demikian digunakan *cut off* 10% untuk mengatakan suatu batuan dalam katagori buruk. Jika batuan mempunyai komposisi smektit > 10% maka hal ini buruk bagi proses *hidroulic fracturing* ketika ingin memproduksi gas karena *smektit* akan mengembang dan menyumbat rongga atau *pore throat*.

Pemodelan cekungan

Lokasi dan Geometri Penampang

Pada lokasi penelitian Cekungan Barito, Kalimantan Selatan, dilakukan pemodelan cekungan 1D pada *Pseudowell-1* dengan kordinat 176012'43.5" W, 3047'46.4", dengan arah relatif baratdaya-timurlaut.

Parameter Pemodelan

Parameter yang digunakan untuk data *input* pemodelan meliputi unit stratigrafi, umur dan sifat fisik litologi yang mencakup data komposisi, berat jenis, serta konduktivitas panas dari masing-masing unit stratigrafi, serta temperatur permukaan, *thermal gradient*, dan tipe kerogen batuan induk. Komposisi litologi untuk masing-masing unit secara umum dibuat berdasarkan deskripsi litologi lapangan serta peta geologi di daerah studi.

Berat jenis dihitung berdasarkan nilai *default* pada perangkat lunak 1D Plate River (2009) karena tidak diperoleh hasil pengukuran konduktivitas panas untuk masing-masing unit stratigrafi di sumur. Sedangkan nilai koefisien panas pada *pseudowell-1* ini menggunakan nilai dari sumur Barito-1 yang

berada paling dekat dengan titik lokasi *pseudowell-1* ini.

Pemodelan

Pemodelan di Cekungan Barito, Kalimantan Selatan dilakukan dengan menggunakan metode *transient heat flow* yaitu dengan menggunakan data *heat flow* yang berubah dengan mempertimbangkan faktor tektonik yang berkembang di daerah tersebut.

Proses sedimentasi dan pemendaman pada Cekungan Barito diawali oleh sedimentasi dari Formasi Tanjung yaitu pada umur Eosen Awal secara tidak selaras diatas batuan dasar. Formasi Tanjung merupakan sedimen yang mengisi cekungan ketika terjadi *Rifting* atau pemekaran sehingga termasuk dalam endapan *Synrift*. Formasi Tanjung ini tersusun oleh batupasir kasar dan konglomerat dibagian bawah, batulempung dengan sisipan batubara dan batupasir dibagian tengah, dan perselingan batulanau dan batupasir halus berbutir sedang sampai kasar di bagian atas. Gambar pemodelan dapat dilihat pada **Gambar 2**.

Hasil pemodelan saat ini terlihat bahwa minyak berada pada kedalaman ± 10.000 ft, pada Formasi Warukin bagian atas, terbentuk sekitar 20 juta tahun yang lalu atau pada Miosen Awal sedangkan gas berada pada kedalaman ± 15.000 ft, pada Formasi Berai dan Warukin Bawah, terbentuk sekitar 8 juta tahun yang lalu atau pada Miosen Akhir.

Dari pemodelan terlihat proses tektonik pada akhir pengendapan Formasi Tanjung sangat berpengaruh terhadap proses pematangan hidrokarbon didaerah ini. Awal kematangan minyak atau *early mature oil* dimulai pada ± 26 juta tahun yang lalu atau Oligosen Akhir pada kedalaman ± 6000 ft. Pembentukan gas dimulai sekitar ± 8 juta tahun yang lalu atau Miosen Akhir pada kedalaman mendekati ± 13.000 ft. Posisi awal kematangan minyak pada saat ini berada pada kedalaman ± 5500 ft pada Formasi *Upper* Warukin. Sedangkan awal pembentukan gas terjadi pada kedalaman ± 12.500 ft pada Formasi Berai dan Warukin Bawah.

Perhitungan Cadangan

Perhitungan *gas in place* pada Formasi Tanjung matang menggunakan persamaan yang dibuat oleh Ambrose dkk., (2010). Penjumlahan total *gas in place* adalah

$$G_{st} = G_f + G_a$$

$$G_f = 32,0368 \frac{\phi(1-S_w-S_o)}{\rho_b B_g}$$

$$G_f = \frac{32.0368}{B_g} \left[\frac{\phi(1-S_w)}{\rho_b} - \frac{1.318 \times 10^{-6} M}{\rho_s} \left(G_{SL} \frac{P}{P+Pl} \right) \right]$$

$$G_a = G_{sl} \frac{P}{P + P_L}$$

Dengan menggunakan perkiraan asumsi:

$$\begin{aligned} \phi &= 2\% & S_w &= 0.3 \\ M &= 16 \text{ lb/lb-mol} & p &= 4000 \text{ psia} \\ B_g &= 0.003 & \rho_b &= 2.5 \text{ g/cm}^3 \\ G_{sl} &= 50 \text{ scf/ton} & P_L &= 1150 \text{ psia} \end{aligned}$$

perhitungan volume batuan berdasarkan peta isopach (Gambar 2 nomor 6) dibagi menjadi 3 zona :

$$\begin{aligned} \text{Volume batuan} &= 1.428.794.424,91 \text{ (zona 1)} \\ &+ 8.770.375.453,55 \text{ (zona 2)} \\ &+ 1.027.438.651,47 \text{ (zona 3)} + \\ &= \mathbf{11.226.608.529,93 \text{ acre/ft}} \end{aligned}$$

Maka dapat dihitung G_f

$$G_f = \frac{32.0368}{0.003} \left[\frac{0.02(1-0.3)}{2.5} - \frac{1.318 \times 10^{-6} \times 16}{0.3} \left(50 \frac{4000}{4000+1150} \right) \right]$$

$$G_f = 10678.9 \left[5.6 \times 10^{-3} - 70.29 \times 10^{-6} \left(\frac{200000}{5150} \right) \right]$$

$$G_f = 10678.9 [5.6 \times 10^{-3} - 2.729 \times 10^{-3}]$$

$$G_f = 10678.9 \times 2.8 \times 10^{-3}$$

$$G_f = 29901 \times 10^{-3} = 29 \text{ scf/ton}$$

$$G_a = G_{sl} \frac{p}{p + P_L} = 50 \frac{4000}{4000+1150} = 38 \text{ scf/ton}$$

$$G_{st} = G_f + G_a = 29 + 38 = 67 \text{ scf/ton}$$

$$\text{Gas in place Tanjung} = G_{st} \times \text{volume batuan} \times \text{density shale}$$

$$\text{Gas in place Tanjung} = 67 \times 11 \times 10^9 \times 2,5 = 1842,5 \times 10^9 = 1842,5 \text{ tcf}$$

$$\text{Recoverable gas in place} = \text{gas in place} \times 1\% = 18,425 \text{ tcf}$$

Diskusi

Untuk mengetahui potensi *shale gas* di suatu daerah perlu dilakukan beberapa kajian meliputi litologi formasi yang berfungsi sebagai *shale gas reservoir* dan *source*, mineralogi batuan, kematangan batuan induk, pemodelan geologi, dan perhitungan volumetrik.

Litologi yang berpotensi untuk terbentuknya *shale gas* adalah batuan yang berukuran halus berupa serpih yang kaya akan material organik. Menurut Zheng (2011), beberapa kriteria dari batuan serpih yang berpotensi memiliki gas adalah sebagai berikut :

- Memiliki mineral lempung sekitar 50% dengan sisanya adalah mineral getas (brittle) seperti kuarsa, kalsit, dolomite.

- Kedalaman formasi berada ≥ 2000 m
- Komposisi TOC cukup tinggi $> 2.0\%$
- Pematangan cukup, dengan nilai VR 1.4-3
- Porositas $> 5.0\%$, dengan permeabilitas $> 0,0001$ mD
- Ketebalan minimum 30 meter.

Berdasarkan analisis contoh permukaan meliputi analisis petrografi, XRD, geokimia, dan Tingkat kerapuhan dapat disimpulkan bahwa Formasi Tanjung menunjukkan kualitas potensi *Shale gas* yang tidak begitu baik. Memiliki komposisi material organik yang miskin dengan TOC 0,26-0,35% dengan tingkat kematangan yang hampir matang. Tingkat kerapuhan yang dikategorikan dengan cukup rapuh hingga rapuh dengan nilai BI antara 0,6-0,82. Faktor yang meningkatkan kualitas adalah rendahnya komposisi *smectit* (0-2%) yang membuat rekahan batuan akan tetap terbuka saat dilakukan *fracturing*. Memiliki nilai *Recoverable gas in place* 18,425 tcf. Rangkuman diskusi potensi gas serpih Formasi Tanjung dapat dilihat pada Tabel 1.

Hasil Analisis Potensi Formasi Tanjung

Hasil penelitian dan analisis terhadap beberapa parameter yang dijadikan acuan dalam menentukan potensi *shale gas* di Cekungan barito maka dapat diketahui bahwa Formasi Tanjung kurang baik sebagai reservoir dan batuan induk dalam *shale gas* karena karakteristik serpih pada Formasi Tanjung hanya memiliki sedikit komposisi material organik (rata-rata $< 5\%$) sehingga berpengaruh terhadap nilai TOC yang rendah yaitu rata-rata $< 1\%$. Dari sisi kematangan, Formasi Tanjung masuk dalam kategori belum matang yang diketahui dari nilai Tmax yang $< 435^{\circ}$ C dan nilai VR $< 0,6$.

Nilai porositas yang rendah $< 10\%$, juga menjadi kriteria yang menjadikan Formasi Tanjung dalam katagori buruk sebagai Reservoir *shale gas*. Namun hal ini bukan hasil final dari kesimpulan mengenai kualitas Formasi Tanjung sebagai Formasi yang berpotensi *shale gas* karena data penelitian yang terbatas. Perlu dilakukan penelitian yang lebih dalam dan detil untuk mengetahui potensi *shale gas* Formasi Tanjung.

KESIMPULAN

- Mineralogi dari Formasi Tanjung memperlihatkan batuan didominasi oleh kuarsa (2-85%) dan mineral lempung yang terdiri dari *kaolinite* (0-35%), *illite* (0-10%), *smectite* (0-2%), disertai sejumlah kecil plagioklas (0-28%), dan mineral karbonat berupa Siderite (0-18%). Tingkat kerapuhan dikategorikan cukup rapuh-rapuh dengan nilai BI (*brittleness index*) antara 0,6-0,82. Faktor yang meningkatkan kualitas batuan induk Formasi Tanjung sebagai reservoir *shale gas* adalah rendahnya komposisi *smectite* (0-2%) yang memudahkan rongga pori tetap

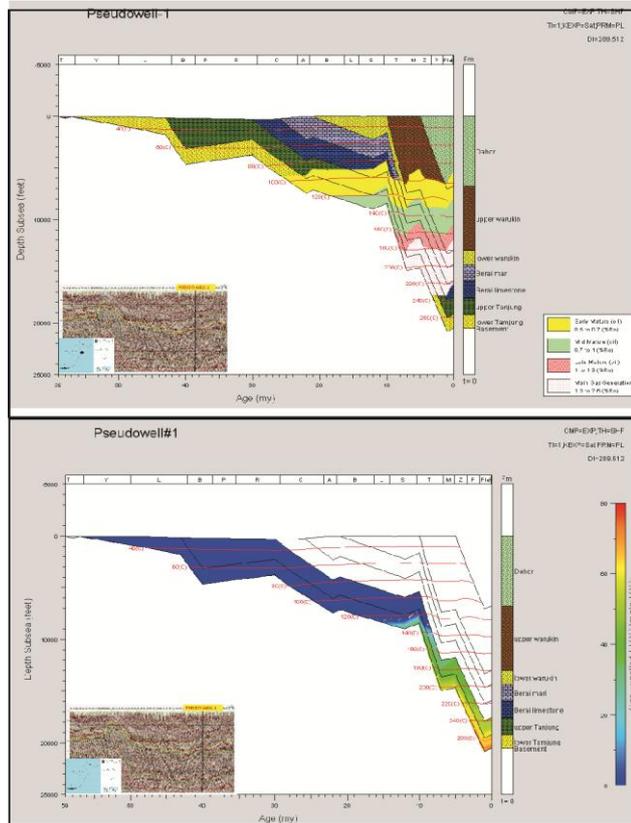
- terbuka, ketika berlangsungnya proses perekahan hidrolik.
2. Material organik yang terdapat dalam batuan Formasi Tanjung termasuk dalam kerogen tipe II, dengan kelimpahan yang tidak banyak yaitu jumlah TOC 0,16-1,45%, dan tingkat kematangan belum matang ditandai nilai Tmax 434⁰C dan 432⁰C serta nilai pantulan vitrinit 0,44 & 0,55.
 3. Penyebaran lapisan batuan serpih Formasi Tanjung terlihat menebal pada bagian barat peta *isopach* dengan geometri melintang dari utara ke barat dan juga menebal ke timur.
 4. Pemodelan cekungan yang dilakukan di Cekungan Barito memperlihatkan bahwa keberadaan gas saat ini pada kedalaman ± 15000 ft, terbentuk pada ± 8 juta tahun sebelum masehi atau pada kala Miosen. Pemetaan geologi bawah permukaan dan perhitungan sumberdaya gas pada Formasi Tanjung menghasilkan nilai *Recoverable Resources Gas* yang cukup besar, yaitu : 18,425 TCF.

SARAN

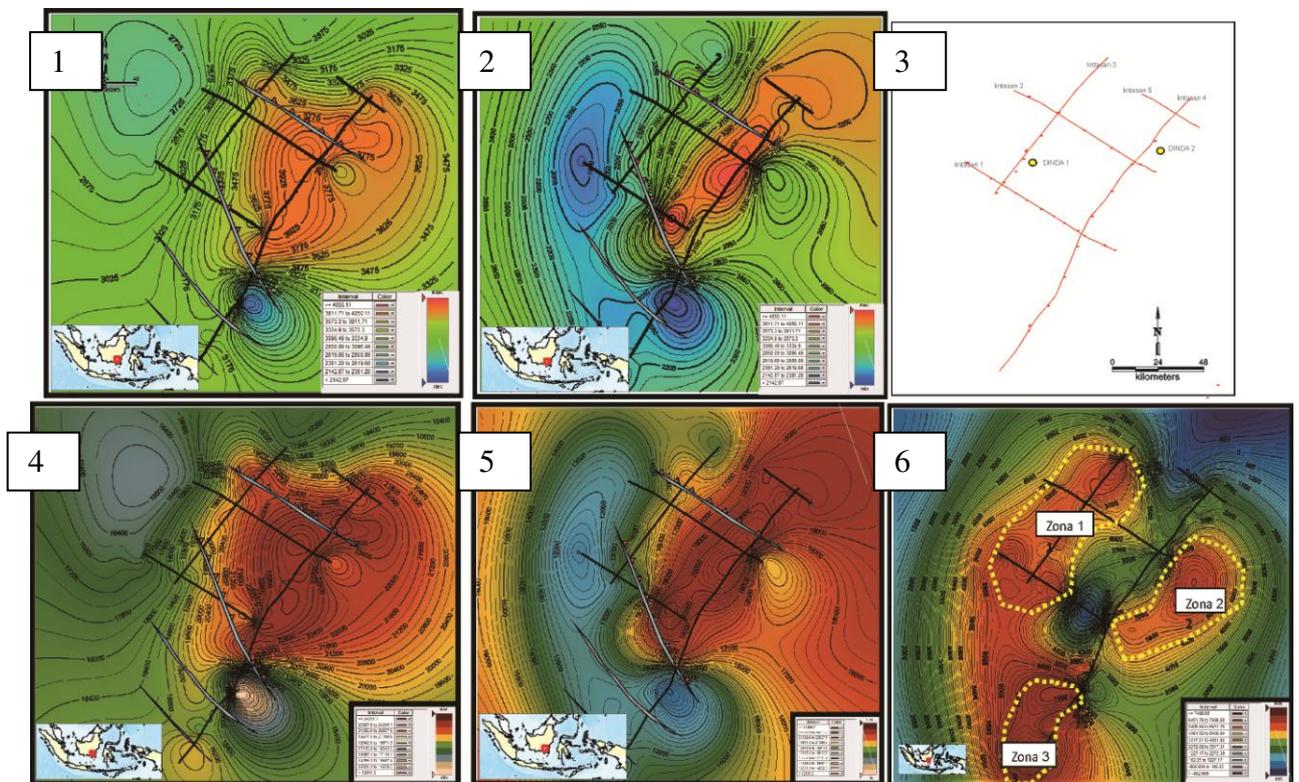
1. Perlu dilakukan penambahan sampel permukaan dan sampel bawah permukaan di bagian tengah Cekungan Barito untuk dianalisis, terutama dalam analisis geokimia untuk mengetahui nilai TOC yang akurat.
2. Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, Batuan induk Formasi Tanjung di daerah Kalimantan selatan memiliki harapan untuk menghasilkan gas. Sehingga perlu dilakukan pengeboran sumur eksplorasi/*wildcat* untuk mendapatkan data lebih akurat mengenai keberadaan gas serpih di Formasi Tanjung Cekungan Barito.

DAFTAR PUSTAKA

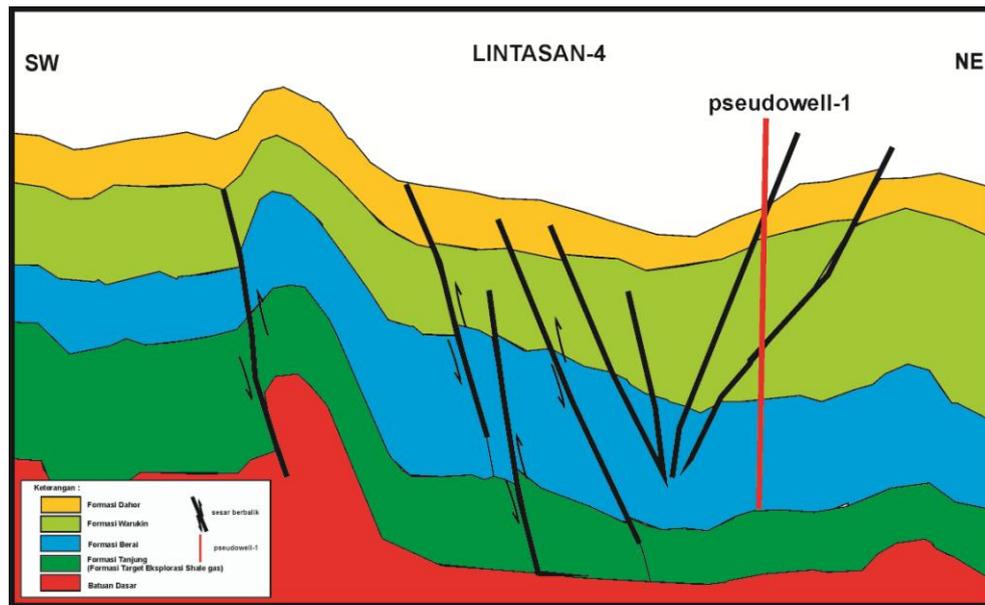
- Allen, Philip A., dan Allen, John R., 2005, *Basin Analysis Principles dan Applications 2nd*, Blacwell Publishing, United State of America
- Ambrose, Ray J., Hartman, Robert C., Diaz, Mery., Akkutlu, Yucel., Sondergeld, Carl H., 2010. *Shale Gas-in-place Calculations Part I - New Pore-scale Considerations*. Society of Petroleum Engineers
- Hall, R. 2002. *Cenozoic geological dan plate tectonic evolution of SE Asia dan the SW Pacific: computer-based reconstructions, model dan animations*. Journal of Asian Earth Sciences, 20, 353-434.
- Hall, R. 2011. *Stratigraphy and Sediment Provenance, Barito Basin, Southeast Kalimantan*. Publikasi IPA
- Heryanto, R dan Suyanto, P. 1994. Peta Geologi Lembar Amuntai. Pusat Survei Geologi.
- Issler, D.R., 1992. A new approach to shale compaction dan stratigraphic restoration, Beaufort-Mackenzie Basin dan Mackenzie corridor, Northern Canada. *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol.*, v. 76, n. 8, p. 1170-1189.
- Kusuma, I. dan Darin, T., 1989, The hydrocarbon potential of the Lower Tanjung Formation, Barito Basin, SE Proc. Indon. Petroleum Assoc. Ann. Conv. v.1, p.107-138, West Indonesia.
- Koesoemadinata, R.P., Taib, M.I.T., dan Samuel, L., 1994. Subsidence curves dan modeling of some Indonesia Tertiary Basins: 1994 AAPG International Conference dan Exhibition Kuala Lumpur, Malaysia, p. 1-42.
- Peters K.E., Walters C.C., dan Moldowan J.M. (2005) *The Biomarker Guide: Biomarkers dan Isotopes in the Environment dan Human History*. VI. Cambridge University Press, Cambridge.
- Potter. 1981. *Sedimentology of Shale*. Blackwell Science: New York
- Qivayanti, Srikanti. I., 1996, Model Kurva Kompaksi Serpih dari Beberapa Cekungan Sedimenter Tersier di Indonesia Barat, *Tesis Magister*, Fakultas Pascasarjana, ITB, tidak diterbitkan.
- Rotinsulu, Lindy F., Sumuyut Sardjono dan Nan, 1993, The hydrocarbon generation dan trapping mechanism within the northern part of Barito, Proc.Indon.Petroleum Assoc. 22th Ann. Conv., V. I, p.607-634.
- Sapiie, B., Koesoemadinata, R.P., Widodo., Yoanita, N., Nicodemus R.R., 2004, Final Report Joint Study Hydrocarbon Prospect dan Potential of Barito Basin, South Kalimantan, ALTAR-Sociadade de Investimento Imobiliario, SA – Department of Geology Institut Teknologi Bdanung – Directorate General of Oil dan Gas (MIGAS), Unpublished.
- Satyana, Awang Harun dan Silitonga, P.D., 1994, Tectonic reversal in East Barito basin, South Kalimantan; Consideration of the type of inversion structures dan petroleum system significance, Proc.Indon.Petroleum Assoc. 23th Ann. Conv., Vol. I, p.57-74.
- Satyana, Awang Harun., 1995, Paleogene Unconformities in the Barito Basin, Southeast Kalimantan: a Concept for the Solution of the "Barito Dilemma" dan a Key to the Search for Paleogene Structures, IPA95-1.1-230, 57-61, 1972.
- Zheng, Majia. 2011. *Start With The Rockrock-Based Characterization Of The Lower Silurian Longmaxigas-Shale In The Southwest Of Sichuan Basin, China*



Gambar 1. Pemodelan sejarah pemendaman (atas) dan pemodelan gas terekspsi pada pseudowell-1 (bawah)



Gambar 2. Peta TWT Tanjung (1), Peta TWT Basement (2), Peta basemap seismik (3), Peta Depth Structure map Basement (4), Peta Depth Structure map Tanjung (5), dan Peta Isopach Tanjung – Basement (6)



Gambar 3. Profil Penampang Stratigrafi dengan arah SW-NE dan lokasi *Pseudowell-1* pada kordinat 176012'43.5" W, 3047'46.4", Cekungan Barito Kalimantan Selatan

Tabel 1. Parameter evaluasi keberhasilan *shale gas* di Formasi Tanjung berdasarkan kriteria US (Zheng, 2011)

No	parameter	US <i>successfull criteria</i>	Cekungan Barito	hasil
1	Kedalaman (m)	1500-5000	>2000	baik
2	Tebal (m)	30	± 1000 (gross)	baik
3	Tipe kerogen	2	2-3	baik
4	porositas	>5%	3-5	buruk
5	Brittleness Index (BI)	0,5-0,6	0,6-0,8	baik
6	Tipe gas	termogenik	termogenik	baik
7	TOC	>2%	0,5-1,5	buruk
8	Vitrinite Reflectance (VR)	>1,4-3	± 0,7	buruk